



## ООО ЦМ «СТП»

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре  
аккредитованных лиц RA.RU.311229

**«СОГЛАСОВАНО»**

Технический директор по испытаниям  
ООО ЦМ «СТП»

В.В. Фефелов

2021 г.



**Государственная система обеспечения единства измерений**

Система измерений количества и показателей качества нефти № 443  
на ПСП «Ухта»

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ**

**МП 3011/2-311229-2021**

## 1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 443 на ПСП «Ухта» (далее – СИКН), заводской № 443, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 СИКН соответствует требованиям к средству измерений (далее – СИ), установленным Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Росстандарта от 7 февраля 2018 года № 256, и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

1.3 СИКН соответствует требованиям к средству измерений в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений плотности, утвержденной Приказом Росстандарта от 1 ноября 2019 года № 2603, и прослеживается к Государственному первичному эталону единицы плотности ГЭТ 18-2014.

1.4 Метрологические характеристики СИ, входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКН определяются на месте эксплуатации расчетным методом. Допускается определение метрологических характеристик измерительных каналов (далее – ИК) объемного расхода (объема) и плотности комплектным методом.

1.5 Если очередной срок поверки СИ или ИК, входящего в состав СИКН (в случае поверки СИКН в части отдельного ИК), наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ или СИКН в части отдельного ИК, входящего в состав СИКН, то поверяют только это СИ или СИКН в части отдельного ИК, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

1.6 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений СИКН не может превышать диапазон измерений, указанный в описании типа СИКН.

1.7 Допускается проведение поверки СИКН в части отдельного ИК, входящего в состав СИКН, в соответствии с заявлением владельца СИКН.

## 2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки должны быть выполнены операции, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень операций поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		Первичной поверке	Периодической поверке
Внешний осмотр СИ	7	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование СИ	8	Да	Да
Проверка программного обеспечения СИ	9	Да	Да
Определение метрологических характеристик СИ	10	Да	Да
Подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям	11	Да	Да
Оформление результатов поверки СИ	12	Да	Да

При получении отрицательного результата по какому-либо пункту методики поверки поверку прекращают.

### **3 Требования к условиям проведения поверки средства измерений**

3.1 Поверку проводят при условиях, сложившихся на момент проведения поверки и удовлетворяющих условиям эксплуатации СИКН и средств поверки.

3.2 При комплектном методе определения метрологических характеристик ИК объемного расхода необходимо выполнить следующие условия:

- определение метрологических характеристик проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий;

- отклонение объемного расхода измеряемой среды от установленного значения в процессе измерений не должно превышать  $\pm 2,5\%$ ;

- изменение температуры измеряемой среды на входе и выходе поверочной установки и в преобразователе расхода (далее – ТПР), входящем в состав ИК объемного расхода, за время измерения не должно превышать  $\pm 0,2\text{ }^\circ\text{C}$ ;

- температура, влажность окружающей среды и физико-химические показатели измеряемой среды соответствуют условиям эксплуатации СИКН;

- отклонение вязкости измеряемой среды за время поверки находится в допустимых пределах для применяемых ТПР;

- содержание свободного газа не допускается.

3.3 Для обеспечения бескавитационной работы избыточное давление в трубопроводе после ТПР  $P_{\min}$ , МПа, должно быть не менее значения, вычисленного по формуле

$$P_{\min} = 2,06 \cdot P_{\text{нп}} + 2 \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где  $P_{\text{нп}}$  – давление насыщенных паров нефти, определенное в соответствии с ГОСТ 1756–2000, МПа;

$\Delta P$  – перепад давления на ТПР, указанный в технической документации, МПа.

3.4 Регулирование объемного расхода проводят при помощи регулятора расхода, расположенного на выходе измерительной линии. Допускается вместо регуляторов использовать запорную арматуру.

### **4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку**

К работе по поверке должны допускаться лица:

- достигшие 18-летнего возраста;

- прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке;

- изучившие эксплуатационную документацию СИКН, СИ, входящие в состав СИКН, и средства поверки;

- изучившие требования безопасности, действующие на территории объекта, а также предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей».

### **5 Метрологические и технические требования к средствам поверки**

5.1 При проведении поверки СИКН применяют средства поверки, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень средств поверки

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки	Пример возможного средства поверки с указанием наименования, заводского обозначения, а при наличии – обозначения типа, модификации
7 – 10	СИ температуры окружающей среды, диапазон измерений от 15 до 30 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в ФИФОЕИ)
	СИ относительной влажности окружающей среды, диапазон измерений от 30 до 80 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 5$ %	
	СИ атмосферного давления, диапазон измерений от 84 до 107 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа	
10	Рабочий эталон единицы объемного расхода жидкости 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2 приказа Росстандарта от 7 февраля 2018 года № 256	Двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы «Daniel» Ду 16" (регистрационный номер 20054-00 в ФИФОЕИ) (далее – ТПУ)
10	Средство измерений плотности жидкости от 800 до 900 кг/м <sup>3</sup> , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ кг/м <sup>3</sup>	Плотномер МД-02 (регистрационный номер 58207-14 в ФИФОЕИ) (далее – эталон плотности)

5.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

5.3 Применяемые эталоны и СИ должны соответствовать требованиям нормативных правовых документов Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

## 6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКН, приведенных в их эксплуатационных документах, и инструкций по охране труда, действующих на объекте.

6.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, инструкции (руководства) по эксплуатации СИКН и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

## 7 Внешний осмотр средства измерений

7.1 При внешнем осмотре проверяют:

- состав СИ и комплектность СИКН;
- пломбировку СИ, входящих в состав СИКН (при наличии информации в описании типа СИ об указании мест и способов ограничения доступа к местам настройки (регулировки));
- отсутствие механических повреждений СИКН, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений.

7.2 Поверку продолжают, если:

- состав СИ и комплектность СИКН соответствуют описанию типа СИКН;
- пломбировка СИ, входящих в состав СИКН, выполнена в соответствии со сведениями в их описаниях типа или эксплуатационной документацией;
- отсутствуют механические повреждения СИКН, препятствующие ее применению;
- надписи и обозначения четкие.

## **8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений**

8.1 Выполняют следующие подготовительные операции:

- проверяют наличие заземления СИ, работающих под напряжением;
- средства поверки и СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений средств поверки и СИКН в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

8.2 Проверяют наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФОЕИ и действующих знаков поверки на все средства поверки.

8.3 Для средств поверки, аттестованных в качестве эталонов, в ФИФОЕИ проверяют информацию о периодической аттестации.

8.4 Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы СИКН. На элементах технологической схемы СИКН не должно наблюдаться следов нефти. При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

8.5 Проверяют отсутствие сообщений об ошибках и соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления, плотности, массового расхода данным, отраженным в описании типа СИКН.

## **9 Проверка программного обеспечения средства измерения**

9.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

9.1.1 Проверку идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проводят в соответствии с эксплуатационной документацией СИКН.

9.1.2 Результаты проверки идентификационных данных ПО СИКН считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКН соответствуют указанным в описании типа СИКН.

## **10 Определение метрологических характеристик средства измерений**

10.1 Проверяют наличие сведений о поверке СИ, входящих в состав СИКН. СИ, входящие в состав СИКН, на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ. При наличии сведений о поверке первичных измерительных преобразователей из состава отдельных ИК СИКН, поверка этих ИК не требуется. При наличии сведений о поверке СИКН в части отдельных ИК, входящих в состав СИКН, сведения о поверке первичных измерительных преобразователей из их состава не требуются.

10.2 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода

10.2.1 Подготовка к выполнению определения метрологических характеристик ИК объемного расхода

10.2.1.1 ТПР, входящий в состав ИК объемного расхода, и ТПУ подключают последовательно друг с другом, готовят технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность. Технологические переключения выполняют с соблюдением требований эксплуатационной документации СИКН.

10.2.1.2 Проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилей (кранов), установленных на СИКН.

10.2.1.3 Устанавливают любое значение расхода в пределах заявленного рабочего диапазона измерений, в технологической схеме создают максимальное рабочее давление, которое может быть при определении метрологических характеристик ИК объемного расхода. Технологическую схему считают испытанной на герметичность, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи измеряемой среды через фланцевые соединения, через сальниковые уплотнения задвижек, дренажных и воздушных вентилях (кранов).

10.2.1.4 Проверяют отсутствие протечек измеряемой среды через затворы задвижек, дренажных и воздушных вентилях (кранов) при их закрытом положении. При отсутствии возможности такой проверки или установления наличия протечек во фланцевые соединения устанавливают металлические заглушки.

10.2.1.5 Проверяют отсутствие протечек рабочей жидкости через узел переключения направления потока ТПУ. Для двунаправленных ТПУ проверку проводят в обоих (прямом и обратном) направлениях движения шарового поршня.

10.2.1.6 При необходимости устанавливают (монтируют) остальные средства поверки, выполняют необходимые электрические соединения, проверяют правильность соединений.

10.2.1.7 Проверяют отсутствие газа (воздуха) в технологической схеме поверки. Устанавливают расход измеряемой среды в пределах рабочего диапазона, проводят несколько пусков поршня ТПУ. Открывая (приоткрывая) воздушные вентиля (краны), расположенные на ТПУ и в верхних точках технологической схемы, проверяют наличие газа (воздуха). Считают, что газ (воздух) в технологической схеме отсутствует, если из открытых (приоткрытых) вентилях (кранов) вытекает струя измеряемой среды без пузырьков воздуха или газа.

10.2.1.8 Проверяют стабилизацию температуры измеряемой среды, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных пусков поршня ТПУ. Температуру измеряемой среды считают стабильной, если ее изменение в технологической схеме за период одного измерения не превышает 0,2 °С.

10.2.1.9 Вводят в память измерительно-вычислительного комплекса (далее – ИВК) или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов определения метрологических характеристик ИК объемного расхода

10.2.1.10 При отсутствии поточных вискозиметров отбирают точечную пробу с соблюдением требований ГОСТ 2517–2012 (в момент отбора пробы фиксируют значение температуры измеряемой среды) и определяют в лабораторных условиях вязкость измеряемой среды.

10.2.2 Опробование ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода

10.2.2.1 Устанавливают любое значение расхода в пределах заявленного рабочего диапазона и проводят пробное измерение. При прохождении поршня ТПУ через стартовый детектор должен начаться отсчет количества импульсов ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода, при прохождении стопового детектора – прекратиться.

10.2.2.2 При применении двунаправленной ТПУ должно проводиться суммирование количества импульсов ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода, при прямом и обратном направлениях движения поршня.

10.2.2.3 Проверяют на дисплее ИВК индикацию текущих значений:

– количества импульсов, выдаваемых ТПР, входящим в состав ИК объемного расхода, импульс;

– плотности измеряемой среды, кг/м<sup>3</sup>;

– температуры, °С, и давления, МПа, измеряемой среды в ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода и в ТПУ.

10.2.3 Выполнение измерений

10.2.3.1 Метрологические характеристики ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода, и его градуировочную характеристику (далее – ГХ) определяют при крайних значениях рабочего диапазона и значениях, выбранных внутри него.

10.2.3.2 При выборе количества точек внутри рабочего диапазона учитывают:

- технические возможности ИВК;
- крутизну ГХ ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода;
- величину рабочего диапазона;
- вид реализации ГХ ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода в ИВК.

10.2.3.3 Устанавливают требуемое значение расхода, начиная от нижнего предела заявленного рабочего диапазона  $Q_{\min}$ , м<sup>3</sup>/ч, в сторону увеличения или от верхнего предела заявленного рабочего диапазона  $Q_{\max}$ , м<sup>3</sup>/ч, в сторону уменьшения. Требуемый расход в каждой  $j$ -ой точке  $Q_j^{\text{пов}}$ , м<sup>3</sup>/ч, устанавливают и контролируют при движении поршня, используя результаты измерений контрольно-резервного преобразователя (при расположении ТПУ после ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода) или вычисляют значение  $Q_j^{\text{пов}}$  после каждого измерения (при расположении ТПУ перед ТПР, входящим в состав ИК объемного расхода) по формуле

$$Q_j^{\text{пов}} = \frac{V_{\text{пр}ij}^{\text{ПУ}} \cdot 3600}{T_{ij}}, \quad (2)$$

где  $V_{\text{пр}ij}^{\text{ПУ}}$  – вместимость калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям в ТПУ при  $i$ -ом измерении при установлении расхода в  $j$ -ой точке, м<sup>3</sup>;

$T_{jik}$  – время прохождения поршнем ТПУ его калиброванного участка при  $i$ -ом измерении при установлении расхода в  $j$ -ой точке, с.

10.2.3.4 Вместимость калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям в ТПУ при  $i$ -ом измерении при установлении расхода в  $j$ -ой точке  $V_{\text{пр}ij}^{\text{ПУ}}$ , м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле:

$$V_{\text{пр}ij}^{\text{ПУ}} = V_0^{\text{ПУ}} \cdot \left[ 1 + 3\alpha_t^{\text{ПУ}} \cdot (\bar{t}_{ij}^{\text{ПУ}} - 20) \right] \cdot \left( 1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot S} \cdot \bar{P}_{ij}^{\text{ПУ}} \right), \quad (3)$$

где  $V_0^{\text{ПУ}}$  – вместимость калиброванного участка ТПУ, м<sup>3</sup>, значение берут из сведений о поверке ТПУ;

$\alpha_t^{\text{ПУ}}$  – коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, °С<sup>-1</sup>, значение берут из технической документации ТПУ или из таблицы 3;

$\bar{t}_{ij}^{\text{ПУ}}$  – средняя температура измеряемой среды в ТПУ за  $i$ -ое измерение при установлении расхода в  $j$ -ой точке, °С;

$D$  – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ, мм, значение берут из эксплуатационной (заводской) документации (паспорта) ТПУ;

$E$  – модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа, значение берут из технической документации ТПУ или таблицы 3;

$S$  – толщина стенок калиброванного участка ТПУ, мм, значение берут из эксплуатационной (заводской) документации (паспорта) ТПУ;

$\bar{P}_{ij}^{\text{ПУ}}$  – среднее давление измеряемой среды в ТПУ за  $i$ -ое измерение при установлении расхода в  $j$ -ой точке, МПа.

Таблица 3 – Значения коэффициента линейного расширения ( $\alpha_t^{\text{ПУ}}$ ) и модуля упругости ( $E$ ) материала стенок ТПУ

Материал стенок	$\alpha_t^{\text{ПУ}}$ , °С <sup>-1</sup>	$E$ , МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \cdot 10^{-6}$	$2,068 \cdot 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$10,8 \cdot 10^{-6}$	$1,965 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304 лития	$15,95 \cdot 10^{-6}$	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$17,3 \cdot 10^{-6}$	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$17,3 \cdot 10^{-6}$	$1,931 \cdot 10^5$

10.2.3.5 Среднюю температуру измеряемой среды в ТПУ за  $i$ -ое измерение при установлении расхода в  $j$ -ой точке  $\bar{t}_{ij}^{\text{ПУ}}$ , °С, вычисляют по формуле

$$\bar{t}_{ij}^{\text{ПУ}} = 0,5 \cdot (t_{\text{вх}}^{\text{ПУ}} + t_{\text{вых}}^{\text{ПУ}}), \quad (4)$$

где  $t_{\text{вх}}^{\text{ПУ}}$  – температура измеряемой среды на входе в ТПУ, °С;  
 $t_{\text{вых}}^{\text{ПУ}}$  – температура измеряемой среды на выходе из ТПУ, °С.

10.2.3.6 Среднее давление измеряемой среды в ТПУ за  $i$ -ое измерение при установлении расхода в  $j$ -ой точке  $\bar{P}_{ij}^{\text{ПУ}}$ , МПа, вычисляют по формуле

$$\bar{P}_{ij}^{\text{ПУ}} = 0,5 \cdot (P_{\text{вх}}^{\text{ПУ}} + P_{\text{вых}}^{\text{ПУ}}), \quad (5)$$

где  $P_{\text{вх}}^{\text{ПУ}}$  – давление измеряемой среды на входе в ТПУ, МПа;  
 $P_{\text{вых}}^{\text{ПУ}}$  – давление измеряемой среды на выходе из ТПУ, МПа.

10.2.3.7 При необходимости расход корректируют. Допустимое отклонение установленного расхода от требуемого значения не более  $\pm 2,0$  %.

10.2.3.8 После установления требуемого значения расхода и стабилизации температуры измеряемой среды, проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ТПУ. Количество измерений в каждой  $j$ -ой точке расхода  $n_j$  должно быть не менее пяти.

10.2.3.9 Для каждого  $i$ -го измерений в каждой  $j$ -ой точке расхода регистрируют и записывают в протокол поверки следующие значения:

- количество импульсов, выдаваемых ТПР, входящим в состав ИК объемного расхода  $N_{ij}$ , импульс;
- время движения поршня ТПУ за период одного измерения  $T_{ij}$ , с;
- значение расхода измеряемой среды  $Q_{ij}$ , м<sup>3</sup>/ч, определенное по 10.2.3.3;
- частоту выходного сигнала ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода,  $f_{ij}$  Гц;
- температуру  $t_{ij}$ , °С, и давление  $P_{ij}$ , МПа в ТПР, входящем в состав ИК объемного расхода;
- $\bar{t}_{ij}^{\text{ПУ}}$  и  $\bar{P}_{ij}^{\text{ПУ}}$ , рассчитанные по формулам (3) и (4) соответственно;
- плотность измеряемой среды, измеренную поточным преобразователем плотности (далее – ПП)  $\rho_{ij}$ , кг/м<sup>3</sup>;
- температуру  $t_{ij}^{\text{ПП}}$ , °С, и давление  $P_{ij}^{\text{ПП}}$ , МПа, измеряемой среды в поточном ПП.

10.2.4 Определение коэффициентов преобразования ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода

10.2.4.1 Для каждого  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона вычисляют коэффициент преобразования ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода,  $K_{ij}$ , импульс/м<sup>3</sup>, по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{ij}^{\text{ПУ}}}, \quad (6)$$

где  $V_{ij}^{\text{ПУ}}$  – объем измеряемой среды, прошедший через калиброванный участок ТПУ за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке и приведенный к рабочим условиям в ТПР, входящем в состав ИК объемного расхода, м<sup>3</sup>.

10.2.4.2 Объем измеряемой среды, прошедший через калиброванный участок ТПУ за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке и приведенный к рабочим условиям в ТПР, входящем в состав ИК объемного расхода,  $V_{ij}^{\text{ПУ}}$ , м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$V_{ij}^{\text{ПУ}} = V_0^{\text{ПУ}} \cdot \left[ 1 + 3\alpha_t^{\text{ПУ}} \cdot (\bar{t}_{ij}^{\text{ПУ}} - 20) \right] \cdot \left( 1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot S} \cdot \bar{P}_{ij}^{\text{ПУ}} \right) \cdot \frac{\text{CTL}_{ij}^{\text{ПУ}} \cdot \text{CPL}_{ij}^{\text{ПУ}}}{\text{CTL}_{ij}^{\text{ПП}} \cdot \text{CPL}_{ij}^{\text{ПП}}}, \quad (7)$$

где  $\text{CTL}_{ij}^{\text{ПУ}}$  – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем измеряемой среды, определенный для температуры измеряемой среды в ТПУ для  $i$ -го



- измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А);
- $CPL_{ij}^{ПУ}$  – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем измеряемой среды, определенный для давления измеряемой среды в ТПУ для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А);
- $CTL_{ij}^{ПП}$  – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем измеряемой среды, определенный для температуры измеряемой среды в ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода, для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А);
- $CPL_{ij}^{ПП}$  – коэффициент, учитывающий влияние давления на измеряемой среды жидкости, определенный для давления измеряемой среды в ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода, для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А).

10.2.4.3 Значение коэффициента преобразования ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода  $j$ -ой точке расхода  $\bar{K}_{ij}$ , импульс/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$\bar{K}_j = \frac{1}{n_j} \cdot \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (8)$$

где  $n_j$  – количество измерений в  $j$ -ой точке расхода.

10.2.5 Оценка среднего квадратического отклонения результатов измерений

10.2.5.1 Среднее квадратическое отклонение (далее – СКО) результатов измерений для каждого  $k$ -го поддиапазона расхода  $S_{пдк}$ , %, вычисляют и оценивают по формуле

$$S_{пдк} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left( \frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{\bar{K}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100 \leq 0,02. \quad (9)$$

10.2.5.2 При выполнении условия (9) продолжают обработку результатов измерений.

10.2.5.3 При невыполнении условия (9) выявляют наличие промахов в полученных результатах измерений, согласно приложению Б. Допускается не более одного промаха в каждой точке расхода. Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение условия и повторно проводят измерение и обрабатывают результаты измерения по 10.2.4 и 10.2.5. При выполнении условия (9) продолжают обработку результатов измерений.

10.2.5.4 При реализации ГХ в виде функции кусочно-линейной аппроксимации коэффициенты преобразований определяют для каждой точки по 10.2.4.3.

10.2.5.5 Случайную составляющую погрешности ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода, для каждого  $k$ -го поддиапазона расхода при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\varepsilon_{пдк}$ , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon_{пдк} = t_{(P,n)} \cdot S_{пдк} \quad (10)$$

где  $t_{(P,n)}$  – квантиль распределения Стьюдента, зависящий от доверительной вероятности  $P$  и количества измерений  $n$  (определяют по таблице Б.2 приложения Б).

10.2.5.6 Систематическую составляющую погрешности ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода  $\Theta_{\Sigma пдк}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma пдк} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ПУ}^2 + (\delta_{СОИ}^{(k)})^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{андк}^2}, \quad (11)$$

где  $\delta_{ПУ}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ, %;  
 $\delta_{СОИ}^{(k)}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислениях коэффициента преобразования преобразователей расхода,

- $\Theta_t$  – составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры измеряемой среды в ТПР, входящем в состав ИК объемного расхода, и ТПУ, %;
- $\Theta_{\text{апдк}}$  – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией коэффициента преобразования ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода, в k-ом поддиапазоне, %.

10.2.5.7 Составляющую систематической погрешности, обусловленную погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры измеряемой среды в ТПР, входящем в состав ИК объемного расхода, и ТПУ  $\Theta_t$ , %, вычисляют по формуле

$$\Theta_t = \beta \sqrt{\Delta t_{\text{ТПР}}^2 + \Delta t_{\text{ТПУ}}^2}, \quad (12)$$

- где  $\beta_{\text{max}}$  – максимальное значение коэффициента объемного расширения рабочей жидкости за время измерений,  $1/^\circ\text{C}$ ;
- $\Delta t_{\text{ТПР}}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода, (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры),  $^\circ\text{C}$ ;
- $\Delta t_{\text{ТПУ}}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около ТПУ, (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры),  $^\circ\text{C}$ .

10.2.5.8 Составляющую систематической погрешности, обусловленную аппроксимацией коэффициента преобразования ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода, в рабочем диапазоне  $\Theta_{\text{апдк}}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\text{апдк}} = 0,5 \cdot \left| \frac{(\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1})_k}{(\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1})_k} \right| \cdot 100. \quad (13)$$

10.2.5.9 Относительную погрешность ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода, в k-ом поддиапазоне  $\delta_{\text{пдк}}$ , %, определяют по формулам

$$\delta_{\text{пдк}} = \begin{cases} Z_{0,95} \cdot (\Theta_{\Sigma\text{пдк}} + \varepsilon_{\text{пдк}}), & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma\text{пдк}}}{S_{\text{пдк}}} \leq 8, \\ \Theta_{\Sigma\text{пдк}} & \text{если } \frac{\Theta_{\Sigma\text{пдк}}}{S_{\text{пдк}}} > 8. \end{cases} \quad (14)$$

- где  $Z_{(p)}$  – коэффициент, зависящий от соотношения  $\Theta_{\Sigma\text{пдк}}/S_{\text{пдк}}$ , определяют по таблице 4.

Таблица 4 – Значения коэффициента  $Z_{0,95}$

$\Theta_{\Sigma\text{пдк}}/S_{\text{пдк}}$	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{0,95}$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81

10.2.5.10 Проверяют выполнение условия во всех поддиапазонах расхода

$$\delta_{\text{пдк}} \leq 0,15 \%. \quad (15)$$

10.2.5.11 Если условие (15) не выполняется, то рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках расхода;
- увеличить количество точек разбиения рабочего диапазона (уменьшить поддиапазоны расхода).

Выбирают один или несколько подпунктов 10.2.5.11 и повторяют операции по 10.2.3 – 10.2.5 для ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода.

10.2.5.12 При повторном невыполнении условия (15) поверку прекращают.

10.2.5.13 Результаты измерений заносят в протокол. Допускается использовать форму протокола, приведенную в приложении А МИ 3380–2012.

10.2.5.14 Алгоритм определения метрологических характеристик ИК объемного расхода соответствует алгоритму, приведенному в МИ 3380–2012, реализованному в измерительно-вычислительном комплексе.

10.2.5.15 Относительная погрешность измерений объемного расхода с применением ИК объемного расхода принимается равной границам относительной погрешности ТПР, входящего в состав данного ИК объемного расхода.

10.3 Определение метрологических характеристик ИК плотности

10.3.1 Абсолютную погрешность ИК плотности определяют как разность результатов измерений плотности нефти одновременно ИК плотности и эталоном плотности.

10.3.2 Измерения начинают после стабилизации параметров нефти в преобразователе плотности, входящем в состав ИК плотности, и эталоне плотности, когда изменение температуры нефти за время одного измерения не превышает 0,1 °С, изменение давления – 0,05 МПа, изменение периода – 0,2 мкс.

10.3.3 С монитора автоматизированного рабочего места оператора СИКН фиксируют значения плотности нефти, измеренное ИК плотности, значения температуры и давления нефти, измеренные датчиками, установленными в обвязке преобразователя плотности, входящего в состав ИК плотности. Одновременно эталоном плотности определяют значение плотности нефти в соответствии с руководством по эксплуатации эталона плотности.

10.3.4 Значение плотности, измеренное эталоном плотности, приводят к температуре нефти в преобразователе плотности, входящем в состав ИК плотности, в соответствии с Р 50.2.076–2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения».

10.3.5 Операции, описанные выше, проводят не менее трех раз. После каждого измерения эталон плотности промывают и подготавливают к работе в соответствии с руководством по эксплуатации.

10.3.6 После проведения каждого измерения рассчитывают абсолютную погрешность измерений плотности нефти ИК плотности  $\Delta\rho_i$ , кг/м<sup>3</sup>, по формуле

$$\Delta\rho_i = \rho_{ПП_i} - \rho_{ЭП_i} \quad (16)$$

где  $\rho_{ПП_i}$  – плотность нефти, измеренная преобразователем плотности, входящим в состав ИК плотности, при проведении i-го измерения, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{ЭП_i}$  – плотность нефти, измеренная эталоном плотности и приведенная к температуре нефти в преобразователе плотности, входящем в состав ИК плотности, при проведении i-го измерения, кг/м<sup>3</sup>.

10.4 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

10.4.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти  $\delta_M$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_M = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_p}^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_V}^2 + \delta_N^2}, \quad (17)$$

где  $\delta_V$  – относительная погрешность измерений объема нефти, %. Принимают равной значению относительной погрешности измерений объема с помощью ИК объемного расхода, входящего в состав СИКН;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (18)$$

где  $\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С;

$T_V$  – температура нефти при измерениях его объема, °С, принимают равной температуре нефти в ИЛ;

$T_p$  – температура нефти при измерениях его плотности, °С;

$\delta_p$  – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

$\Delta_{T_p}$  – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении его плотности, °С;

- $\Delta_{T_V}$  – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении его объема, °С;  
 $\delta_N$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при расчете массы нефти, %.

10.4.2 Относительную погрешность измерений плотности нефти  $\delta_\rho$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta_\rho \cdot 100}{\rho}, \quad (19)$$

- где  $\Delta_\rho$  – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho$  – плотность нефти при поверке, кг/м<sup>3</sup>.

10.4.3 Результаты определения относительной погрешности измерений массы брутто нефти считают положительными, если рассчитанная относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает  $\pm 0,25$  %.

10.4.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

10.4.4.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta M_N$ , %, рассчитывают по формуле

$$\delta M_N = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_B)^2 + (\Delta W_{II})^2 + (\Delta W_{XC})^2}{\left[1 - \frac{W_B + W_{II} + W_{XC}}{100}\right]^2}}, \quad (20)$$

- где  $\Delta W_B$  – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;  
 $\Delta W_{II}$  – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;  
 $\Delta W_{XC}$  – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;  
 $W_B$  – массовая доля воды в нефти, %;  
 $W_{II}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %;  
 $W_{XC}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

10.4.4.2 Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701–2015. Для доверительной вероятности, равной 0,95, и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений в массовых долях  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \sqrt{\frac{R^2 - 0,5 \cdot r^2}{2}}, \quad (21)$$

- где  $R$  – воспроизводимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %;  
 $r$  – сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %.

10.4.4.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти  $\Delta W_{II}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{II} = \pm \sqrt{\frac{R_{II}^2 - 0,5 \cdot r_{II}^2}{2}}, \quad (22)$$

- где  $R_{II}$  – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %;  
 $r_{II}$  – сходимости метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %.

10.4.4.4 Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей  $R_{XC}$

по ГОСТ 21534–76 принимают равной удвоенному значению сходимости  $r_{xc}$ . Значение сходимости  $r_{xcm}$ , выраженное по ГОСТ 21534–76 в мг/дм<sup>3</sup>, переводят в массовые доли % по формуле

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcm}}{\rho_{изм}^d}, \quad (23)$$

где  $\rho_{изм}^d$  – плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м<sup>3</sup>.

10.4.4.5 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти  $\Delta W_{xc}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm \sqrt{\frac{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}{2}}. \quad (24)$$

10.4.4.6 Массовую долю хлористых солей в нефти  $W_{xc}$ , %, вычисляют по формуле

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_{изм}^d}, \quad (25)$$

где  $\varphi_{xc}$  – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>.

10.4.4.7 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти  $\Delta W_b$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_b = \pm \sqrt{\frac{R_b^2 - 0,5 \cdot r_b^2}{2}}, \quad (26)$$

где  $R_b$  – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;

$r_b$  – сходимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

10.4.4.8 Результаты по 10.4 считают положительными, если погрешность, полученная по 10.4.4.1, не выходит за пределы  $\pm 0,35$  %.

## 11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

СИКН соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, результаты поверки СИКН считают положительными, если:

- СИ, входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ и имеют положительные результаты поверки;
- диапазон измерений расхода не выходит за пределы диапазона измерений, установленного при утверждении типа СИКН;
- относительная погрешность измерений ИК объемного расхода не выходит за пределы  $\pm 0,15$  %;
- абсолютная погрешность измерений ИК плотности не выходит за пределы  $\pm 0,3$  кг/м<sup>3</sup>;
- относительная погрешность СИКН при измерении массы брутто нефти не выходит за пределы  $\pm 0,25$  %;
- относительная погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти не выходит за пределы  $\pm 0,35$  %.

## 12 Оформление результатов поверки средства измерений

12.1 Результаты поверки оформляют в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

12.2 По заявлению владельца СИ или лица, представившего его на поверку, при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке СИКН (знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН), при отрицательных результатах поверки –

извещение о непригодности к применению СИКН.

12.3 Пломбирование СИКН не предусмотрено. Пломбирование СИ из состава ИК СИКН проводится в соответствии с требованиями МИ 3002–2006 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**(ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ)**  
**ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ STL, CPL и β**

А.1 Значение коэффициента STL, учитывающего влияние температуры на объем нефти вычисляют по формуле

$$STL = \exp[-\beta_{15} \cdot (t - 15) \cdot (1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (t - 15))], \quad (A.1)$$

где  $\beta_{15}$  – коэффициент объемного расширения нефти при  $t = 15$  °С и  $P = 0$  МПа, 1/°С;  
 $t$  – значение температуры нефти при измерении ее объема, °С.

А.1.1 Коэффициент объемного расширения нефти при  $t = 15$  °С и  $P = 0$  МПа,  $\beta_{15}$ , 1/°С, вычисляют по формуле

$$\beta_{15} = \frac{613,97226}{\rho_{15}^2}, \quad (A.2)$$

где  $\rho_{15}$  – плотность нефти при 15 °С, кг/м<sup>3</sup>. Вычисляется по А.6.

А.2 Значение коэффициента CPL, учитывающего влияние давления на объем нефти, для диапазона плотности нефти (при  $t = 15$  °С и  $P = 0$  МПа) от 611 до 1164 кг/м<sup>3</sup> вычисляют по формуле

$$CPL = \frac{1}{1 - b \cdot P}, \quad (A.3)$$

где  $P$  – значение избыточного давления нефти, МПа;  
 $b$  – коэффициент сжимаемости нефти, МПа<sup>-1</sup>.

А.2.1 Коэффициент сжимаемости нефти  $b$ , МПа<sup>-1</sup>, вычисляют по формуле

$$b = 10^{-3} \cdot \exp\left[-1,62080 + 0,00021592 \cdot t + \frac{870960}{\rho_{15}^2} + \frac{4209,2 \cdot t}{\rho_{15}^2}\right]. \quad (A.4)$$

А.3 Значение коэффициента объемного расширения нефти  $\beta$ , 1/°С, вычисляют по формуле

$$\beta = \alpha_{15} + 1,6 \cdot \alpha_{15}^2 \cdot (t - 15). \quad (A.5)$$

А.4 Определение плотности нефти при стандартных условиях

А.4.1 Значение плотности нефти при  $t = 15$  °С и  $P = 0$  МПа,  $\rho_{15}$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{ПП}}{STL_{ПП} \cdot CPL_{ПП}}, \quad (A.6)$$

где  $STL_{ПП}$  – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для  $t_{ПП}$  и  $\rho_{15}$ ;

$CPL_{ПП}$  – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для  $t_{ПП}$ ,  $P_{ПП}$  и  $\rho_{15}$ .

А.4.2 Для определения  $\rho_{15}$  необходимо определить значения  $STL_{ПП}$  и  $CPL_{ПП}$ , а для определения  $STL_{ПП}$  и  $CPL_{ПП}$ , в свою очередь, необходимо определить значение плотности при стандартных условиях  $\rho_{15}$ . Поэтому значение  $\rho_{15}$  определяют методом последовательного приближения.

А.4.2.1 Вычисляют значения  $STL_{ПП(1)}$  и  $CPL_{ПП(1)}$ , принимая значение  $\rho_{15}$  равным значению  $\rho_{ПП}$ .

А.4.2.2. Вычисляют значения  $\rho_{15(1)}$  по формуле

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{ПП}}{STL_{ПП(1)} \cdot CPL_{ПП(1)}}. \quad (A.7)$$

А.4.2.3 Вычисляют значения  $STL_{ПП(2)}$  и  $CPL_{ПП(2)}$ , принимая значение  $\rho_{15}$  равным значению  $\rho_{15(1)}$ .

А.4.2.4 Вычисляют значения  $\rho_{15(1)}$  по формуле

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{\text{ПП}}}{\text{CTL}_{\text{ПП}(2)} \cdot \text{CPL}_{\text{ПП}(2)}}. \quad (\text{A.8})$$

А.4.2.5 Аналогично пунктам А.4.2.3 и А.4.2.4 вычисляют значения  $\text{CTL}_{\text{ПП}(i)}$ ,  $\text{CPL}_{\text{ПП}(i)}$  и  $\rho_{15(i)}$  для  $i$ -го цикла вычислений и проверяют выполнение условия.

А.4.2.6 Проверяют выполнение условия

$$\left| \rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)} \right| \leq 0,01, \quad (\text{A.9})$$

где  $\rho_{15(i)}$  и  $\rho_{15(i-1)}$  – значения  $\rho_{15}$ , определенные, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, кг/м<sup>3</sup>.

А.4.2.7 Процесс вычислений продолжают до выполнения данного условия. За значение  $\rho_{15}$  принимают последнее значение  $\rho_{15(i)}$ .



**ПРИЛОЖЕНИЕ Б  
(ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ)**

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ, ЗНАЧЕНИЯ КВАНТИЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ  
СТЬЮДЕНТА И КОЭФФИЦИЕНТА Z(P)**

Б.1 Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении метрологических характеристик.

Б.2 СКО результатов измерений в j-ой точке рабочего диапазона измерений расхода  $S_j$  определяют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2}{n_j - 1}} \quad (\text{Б.1})$$

Примечание – При  $S_{Kj} < 0,001$  принимают  $S_{Kj} = 0,001$ .

Б.3 Вычисляют наиболее выделяющееся соотношение U

$$U = \max \left( \left| \frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{S_j} \right| \right) \quad (\text{Б.2})$$

Б.4 Если значение U больше или равно значению h, взятому из таблицы Б.1, то результат измерения должен быть исключен как промах.

Таблица Б.1 – Критические значения для критерия Граббса

n	3	4	5	6	7	8	9	10	11
h	1,155	1,481	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355

Б.5 Значение квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности  $P=0,95$  в зависимости от количества измерений n определяют из таблицы Б.2.

Таблица Б.2 – Значения квантиля распределения Стьюдента ( $t_{(P, n)}$ ) при  $P = 0,95$

n-1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$t_{0,95}$	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,201	2,179